

Bundesamt für Energie BFE
Herr Christian Rütschi
Sektion Marktregulierung
3003 Bern

scienceindustries
Wirtschaftsverband Chemie Pharma Life Sciences

Nordstrasse 15 · Postfach · 8021 Zürich
info@scienceindustries.ch
T +41 44 368 17 11
F +41 44 368 17 70

Zürich, 14. Februar 2020

Stellungnahme zum neuen Gasversorgungsgesetz

Sehr geehrte Herr Rütschi

Wir bedanken uns für die Möglichkeit zum neuen Gasversorgungsgesetz Stellung zu nehmen.

scienceindustries begrüsst das neue Gasversorgungsgesetz grundsätzlich. Wir setzen uns für wettbewerbsfähige Rahmenbedingungen für den Forschungs-, Produktions- und Unternehmensstandort Schweiz ein. Gemäss den Kennzahlen des Bundesamtes für Statistik (BFS) macht der Erdgasverbrauch der chemisch- und pharmazeutischen Industrie mit ca. 12'000 TJ/Jahr (für das Jahr 2017) fast die Hälfte unseres gesamten Energieverbrauchs aus. Das entspricht auch etwa 10% des totalen Erdgasverbrauches der Schweiz. **Die Erdgasversorgung ist hiermit für Mitglieder von scienceindustries von höchster Relevanz und die Schaffung eines Gasversorgungsgesetz längst notwendig, um dem Markt in einem geordneten legislatorischen Rahmen vollständig zu liberalisieren und langfristig die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.** In dieser Perspektive und Anbetracht künftigen Energieabkommen legen wir besonders Wert auf eine Harmonisierung mit der europäischen Gesetzgebung. Ergänzend zu den im Fragebogen behandelte Themen möchten wir zu den folgenden wichtigen Punkten Stellung nehmen:

- **Diskriminierungsfreier Zugang zu einem liquiden und wettbewerbsfähigen Handelspunkt. (Art. 14, 15, 16):** Um einen liquiden und wettbewerbsfähigen Handelspunkt zu kreieren, sollen genügend Grenzkapazität geplant und keine Hemmnisse bis zum Handelspunkt (keine Nordgrenze wie beim Strom) eingeplant werden. Am besten wäre eine direkte Anbindung an das deutsche Marktgebiet NetConnect Germany (NCG). Es wird nicht möglich sein, in der Schweiz einen brauchbaren liquiden Handelspunkt zu betreiben, um Gasmengen untereinander und mit ausländischen Marktgebieten auszutauschen. Der Schweizer-Markt ist viel zu klein; ganz Frankreich ist ein Marktgebiet, ganz Deutschland wird ein Marktgebiet. Ein nationaler Handelspunkt funktioniert auch in Schweden nicht (der Handel läuft über Dänemark) und es funktioniert auch in Luxemburg nicht (der Handel läuft über Belgien). Es ist daher höchst unwahrscheinlich, dass dieser Ansatz in der Schweiz funktionieren wird. Wir sind überzeugt, dass der Handel über die Nachbarländer Deutschland, Frankreich oder Italien laufen wird.
- **Keine Kapazitätsbuchung, Integration Transitleitung (Art. 14, 15, 16):** Für die Buchung von Kapazitäten und Gastransport wird ein Entry-Exit-System (EES) vorgeschlagen. Dies entspricht dem EU-Standard und

wäre somit EU-kompatibel. Mit dem Zweivertragsmodell sind künftig für den Gastransport nur noch zwei Verträge notwendig, um das Gas durch das gesamte Marktgebiet zu liefern – ein Vertrag am Einspeisepunkt (Entry) und ein Vertrag am Ausspeisepunkt (Exit). Dieses Zweivertragsmodell wird von führenden Mitgliedern unterstützt.

Je einfacher der Netzzugang für Versorger/Händler ausgestaltet ist und je mehr Kunden über einen Netzzugang erreicht werden können, desto intensiverer Wettbewerb wird sich entwickeln, welcher wiederum Anbieter zu einer effizienten Ressourcenallokation zwingt. Mit einem solchen Modell können Markthemmnisse abgebaut und den Gaslieferanten ohne eigenes Netz ein diskriminierungsfreier Wettbewerb garantiert werden. Zusätzlich können mit diesem Modell die Komplexität und die administrativen Kosten für Gaslieferanten und Händler klein gehalten werden.

Heute funktioniert der Gasmarkt mit einem aufwändigen System von Kapazitätsbuchungen und damit verbundenen pönalen Risiken. Industrieunternehmen, welche am Hochdrucknetz Gas beziehen sollen (ähnlich wie im EU-Raum) wie allen anderen Letztverbrauchern behandelt werden und können nach dem Verfahren "First come – first served" Kapazitäten buchen. Dabei gibt es keine festen Buchungszeiten, allerdings müssen die Transportkunden Vorlaufzeiten beachten.

Tritt dennoch bei Kunden am Hochdrucknetz eine Überschreitung der gebuchten Ausspeisekapazität auf, soll für diese Stunden auf Basis eines transparenten Systems pönalisiert werden. In Deutschland wird beim Gas auch nach dem höchsten gemessenen Stundenmittelwert des Jahres abgerechnet. Kunden am Hochdrucknetz sollen nach ihrem gemessenen Kapazitätsbezug oder bei SLP-Kunden nach dem Verbrauchsprofil abgerechnet werden. Beim Strom wird ebenfalls aufgrund von effektiv gemessenen Werten und nicht von Prognosen oder Buchungen abgerechnet.

Gas ist dank der Kompressibilität sehr viel einfacher zu regeln als Strom. Bei einem mittleren Verbrauch können für ein paar Stunden alle Schieber in die Schweiz ohne signifikante Folgen geschlossen werden. Zudem muss nicht davon ausgegangen werden, dass der Erdgasverbrauch schlagartig steigen wird. Beispielsweise kann (falls GUDs gebaut werden) mit den Ist-Daten und dem Mehrverbrauch der Netzausbau geplant werden. Alle Investitionen, Erweiterungen oder Ersatzinvestitionen sind von der EnCom zu hinterfragen und zu bewilligen.

Künftig soll die Transitgasleitung in das schweizerische EES integriert werden. Das heisst, dass künftig sämtliche Gasflüsse berücksichtigt werden sollen, was einer tiefgreifenden Neuordnung des schweizerischen Gasmarktes entspricht. Damit soll eine höhere Transparenz und Liquidität erreicht werden. Es muss aber zwingend darauf geachtet werden, dass keine Verlagerung der Kosten zwischen Transit und schweizerischem Markt erfolgt. Es besteht das Risiko, dass durch den Einbezug der Transitströme die Auslastungs- und Preisrisiken des Transits auf die schweizerischen Endkunden überwältigt werden. Damit besteht die Gefahr, dass Gas gegenüber anderen Energieträgern benachteiligt wird und gleichzeitig neue Risiken für Schweizer Kunden entstehen. Beides gilt es zu verhindern.

Diese Integration muss jedoch gesamtwirtschaftlich sinnvoll vollzogen werden. Aus den Erfahrungen vom Sommer 2019 sollen Lehren gezogen werden, damals wurde die Kapazität der TENP-Pipeline in Wallbach wegen Arbeiten um 61% gekürzt (auch die nicht unterbrechbare Kapazität).

Erfahrungen im nahen Ausland sollten einbezogen werden, um Lösungen zu finden, welche den Transportkunden dient. Das heisst auch beim Verteilnetz sollte möglichst die gleiche Lösung wie in Deutschland und anderen EU-Staaten eingeführt werden.

- **Netznutzungstarife des Transportnetzes (Art. 18):** Die Industrie braucht konkurrenzfähige Netznutzungstarife und folglich ist es sicherzustellen, dass sich die Netznutzungstarife durch die Liberalisierung nicht erhöhen. Bei der Öffnung des Strommarktes hatte man seinerzeit eine erhebliche Zunahme der Netzkosten beobachtet. Es ist alles daran zu setzten, dass die Gasnetze nicht noch ein zweites Mal abgeschrieben werden. Die Kosten sollen verursachergerecht weitergegeben werden, so dass die Abnehmer mit einer

Lastgangmessung sich nicht an den Kosten für die SLP beteiligen müssen (es sollte wie in Deutschland 2 Töpfe geben, einen für Abnehmer mit Lastgangmessung und einen für SLP; diese sollten nicht vermischt werden, da es sonst erfahrungsgemäß zu einer Quersubvention der SLP durch Abnehmer mit Lastgangmessung kommt).

- **Einheitlicher schweizweiter Tarif für die oberste Netzebene «Transportnetz» (Art. 18):** Gemäss Art. 18 Abs. 4 wird der Bundesrat die Grundsätze für die Methodik zur Festlegung der Netznutzungstarife des Transportnetzes festlegen. **Es ist ein einheitlicher schweizweiter Tarif für die obersten 2 Netzebenen (das Transportnetz) zu definieren.** Die Transit- und Regionalnetze müssen als «Transportnetz» distanzunabhängig, in der Regelzone Schweiz mit einem einheitlichen Tarif verrechnet werden (Eine Briefmarke wie beim Strom für Netzebene 1). Das ist im Sinne des Entry-Exit-Modell: Die Fernleitungskosten sind nicht mehr direkt mit einer bestimmten Route verbunden, da die Netznutzer Ein- und Ausspeisekapazitäten getrennt kontrahieren und Gas zwischen beliebigen Ein- und Ausspeisepunkten transportiert wird. Diesem Ansatz entspricht auch das empfohlene Vorgehen auf Europäischer Ebene (Verordnung 2017/460/EU zur Festlegung eines Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen), welches in den Mitgliedstaaten umgesetzt wird.
- **Netzkosten Anreizregulierung (Art. 19)**
Die hohen Netzkosten können weder mit einer Cost-plus-Regulierung noch mit einer Sunshine-Regulierung auf ein vernünftiges Mass reduziert werden (siehe die BFE-Studie «Vergleich der Netznutzungsentgelte» von 2017):
 - Die Cost-plus-Regulierung führt dazu, dass in jeden offenen Graben ein neues Rohr verlegt wird.
 - Die Sunshine-Regulierung hat leider nicht den gewünschten Effekt. Die Transparenz führt eher zu einer Angleichung der Preisen, welche auch unbegründet sein könnte.
 Es braucht daher eine Anreizregulierung (grundsätzlich Industriestandard) mit Strukturbereinigungen und Strukturanpassungen. Die Rolle der EnCom muss in der Umsetzung gestärkt werden. Zudem soll der WACC vorgegeben werden, er muss sich an den Marktzinsen orientieren und darf sicher nicht höher als derjenige des Stromnetzes sein.

Für Fragen stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse



Dr. Michael Matthes

Mitglied der Geschäftsleitung



Linda Kren

Umweltschutz und Responsible Care